

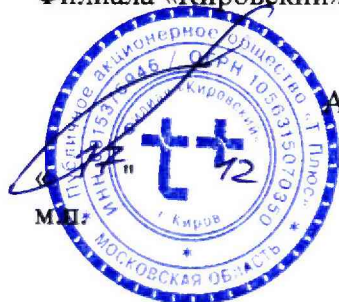
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
 ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
 «ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И ИСПЫТАНИЙ
 В ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ»
 (ФБУ «Воронежский ЦСМ»)
 Станкевича ул., д. 2, Воронеж, 394018
 Тел./факс: (4732) 20-77-29, E-mail: mail@csm.vrn.ru
 www.csm-vrn.ru
 ОКПО 02567277, ОГРН 1033600007341, ИНН/КПП 3664009359/366401001

Аттестат аккредитации № RA.RU.311949 выдан 08 декабря 2016 г. Федеральной службой по аккредитации



СОГЛАСОВАНО

Главный инженер
 Филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс»



А.М. Тупоногов

2018г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по метрологии
 ФБУ «Воронежский ЦСМ»



П.В. Воронин

" " 2018г.
 м.п.

**Система автоматизированная информационно-измерительная
 коммерческого учета электроэнергии
 Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

г. Воронеж
 2018

Содержание

Вводная часть	3
1 Общие положения	3
2 Операции поверки	4
3 Средства поверки	5
4 Требования к квалификации поверителей	6
5 Требования безопасности	6
6 Условия поверки.....	6
7 Подготовка к поверке	7
8 Проведение поверки.....	7
9 Оформление результатов поверки.....	16
Приложение А	17
Приложение Б.....	21
Приложение В.....	22
Библиография	23

Вводная часть

Настоящая методика предназначена для проведения первичной и периодической проверок измерительных каналов (ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (далее – АИИС КУЭ).

Методика устанавливает объем и содержание работ, выполняемых при поверке АИИС КУЭ, условия, методы и средства их выполнения и порядок оформления результатов поверки.

В состав АИИС КУЭ входят измерительные компоненты: измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746 и измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, статические счетчики электрической энергии (счетчики) по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012 и по другим нормативным документам (НД), действующим в срок выпуска средств измерений (СИ), устройство сбора и передачи данных (УСПД), сервер синхронизации времени (ССВ), связующие компоненты (интерфейсы передачи/приема информации, преобразователи интерфейсов, модемы) в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией (ЭД).

Измерительная информация от измерительно-информационных точек учета (ИИК ТУ) со счетчиков в цифровой форме по интерфейсу RS-связи поступает в информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) с УСПД и далее по каналу радиорелейной связи в измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) АльфаЦЕНТР (Госреестр № 44595-10) с программным обеспечением (ПО) и автоматизированные рабочие места (АРМ).

В состав АИИС КУЭ входит система обеспечения единого времени (СОЕВ)

Методика поверки разработана в соответствии с МИ 3000-2018

При разработке настоящей методики использованы нормативные документы, указанные в разделе Библиография.

1 Общие положения

1.1 Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

Перечень, состав ИК должен соответствовать описанию типа на АИИС КУЭ.

Первичную поверку систем выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа. Свидетельство оформляется только после утверждения типа АИИС КУЭ

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Интервал между поверками АИИС КУЭ составляет 4 года.

1.2 Измерительные компоненты АИИС КУЭ (ТТ, ТН, счетчики, УСПД, ССВ-1Г и др.) поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

1.3 Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта АИИС КУЭ, замены её измерительных компонентов в ИК, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики (МХ) ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке АИИС КУЭ с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

В случае, если замененные средства измерений (компоненты ИК) не соответствуют описанию типа, срок действия о поверке АИИС КУЭ в части указанных ИК устанавливается до окончания срока действия основного свидетельства о поверке. Оформляется технический акт о внесенных изменениях, который должен быть подписан руководителем или уполномоченным им лицом Предприятия владельца. Технический акт хранится совместно со свидетельством о поверке, как неотъемлемая часть эксплуатационных документов на АИИС КУЭ

1.4 Все средства измерений (СИ), входящие в систему должны иметь действующие свидетельства о поверке, а остальная аппаратура - сертификаты соответствия

1.5 На поверку представляют ИК АИИС КУЭ в соответствии с описанием типа (ОТ).

Перечень ИК АИИС КУЭ; наименование присоединения; № точки учета на схеме; типы, классы точности и количество СИ, входящих в состав; номера регистрации СИ в Государственном реестре (Г. Р.) СИ приведены в приложении А.

2 Операции поверки

2.1 При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Проведение операции при первичной/ периодической поверке
1	2	4
1 Подготовка к поверке	7	Да
2 Внешний осмотр	8.1	Да
3 Подтверждение соответствия ПО	8.2	Да
4 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.3	Да
5 Проверка счетчиков электрической энергии	8.4	Да
6 Проверка УСПД	8.5	Да
7 проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	8.6	Да
8 Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.7	Да
9 Проверка нагрузки на вторичные цепи ТН	8.8	Да
10 Проверка нагрузки на вторичные цепи ТТ	8.9	Да
11 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с ТН	8.10	Да
12 Проверка погрешности системы обеспечения единого времени	8.11	Да
13 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.12	Да
14 Оформление результатов поверки	9	Да

3 Средства поверки

3.1 При проведении поверки применяют СИ в соответствии с методиками поверки, указанными в ОТ на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

Наименование средства измерений, тип, рег. № в ФИФ	Измеряемая величина	Метрологические характеристики (МХ): диапазон измерений (ДИ), пределы допускаемой погрешности (ПГ), класс точности (КТ), цена делений (ЦД)		Пункт методики поверки
1	2	3		4
Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7М (рег. № 15500-07)	Температура окружающего воздуха Относительная влажность воздуха	ДИ температуры от минус 20 до плюс 60 °С, ПГ ± 0,2 °С ДИ отн. влажности от 0 до 99 %, ПГ ± 2 %		6, 7
Измеритель показателей качества электрической энергии Ресурс- UF2-ПТ (рег. № 29470-05)	напряжение гармоник, показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013	КТ 0,2		6, 7
Вольтампер-фазометр ПАРМА ВАФ-Т (рег. № 33521-06)	Действующие значения: напряжение сила тока. Частота Угол сдвига фаз между напряжением и током	КТ 0,5 ДИ - напряжение от 0 до 460 В - ток от 0 до 6 А - частота от 45 до 65 Гц - фазовый угол от минус 180 до 180 град.		7, 8.8, 8.9, 8.10
Прибор сравнения КНТ-03 (рег. № 24719-03)	Полная мощность вторичной нагрузки ТТ и ТН	1,999 ВА; 19,99 ВА; 199,9 ВА	ПГ ±0,003 ВА ПГ ±0,03 ВА ПГ ±0,3 ВА	7, 8.8, 8.9, 8.10
Радиочасы МИР РЧ-01 (рег. № 27008-04)	Сигнал точного времени			8.11
Секундомер СОСпр-1 (рег. № 11519-06)	Ход часов	От 0 до 30 мин., ЦД 0,1 с		8.11
Аппаратные и программные средства				
Переносной компьютер (ПК) - для непосредственного считывания информации со счетчиков				8.4.2
Оптический преобразователь АЕ-1 - преобразователь сигналов для считывания информации со счетчиков через оптический порт				8.4.3
ПО сервера Альфа ЦЕНТР, ПО счетчика «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» - тестовые файлы, для диагностических работ.				8.5, 8.6, 8.7

Примечание - Допускается применение других средств измерений утвержденного типа, обладающих требуемыми МХ и действующими свидетельствами о поверке

3.2 Средства поверки измерительных компонентов приведены в НД:

- трансформаторы тока ГОСТ 8.217-2003 и ЭД;
- трансформаторы напряжения МИ 2845-2003, МИ 2925-2005, ГОСТ 8.216-2011;

- счётчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 27524-04) «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ1»
- УСПД RTU-325 (Госреестр № 37288-08) «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки» ДЯИМ.466.453.005 МП
- ССВ-1Г (Госреестр № 39485-08) «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки ЛЖАР.468150.003-08 МП

4 Требования к квалификации поверителей

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ, изучившие настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3196-2018 «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3195-2018 «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации». Измерения проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее года, изучившим документ МИ 3598-18 «Методика измерений потерь напряжения в линиях связи счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Измерения проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

5 Требования безопасности

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.1.019, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», а также требования разделов «Указания мер безопасности» инструкций по эксплуатации применяемых средств для поверки, а также требования раздела «Указания мер безопасности» эксплуатационной документации (ЭД) компонентов ИК.

5.2 Применяемые средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

6 Условия поверки

6.1. Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации (технорабочем проекте), но не выходить за

нормированные условия применения средств поверки в соответствии с НД и ЭД на измерительные компоненты ИК, приведенные в п. 3.1 настоящей МП.

6.2. Условия эксплуатации СИ, входящих в состав ИК, приведены в приложении Б и соответствуют НД, ЭД, технорабочему проекту ТЦДК.411734.049 ТРП

7 Подготовка к поверке

7.1 Для проведения поверки представляют следующую техническую документацию (ТД):

- Инструкция по эксплуатации АИИС КУЭ ТЦДК.411734.049.ИЭ; руководство пользователя ПО АльфаЦЕНТР ТЦДК.411734.049.ИЗ;
- ОТ АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов: ТТ, ТН, счетчики, УСПД, ССВ-1Г, ИВК АльфаЦЕНТР (Госреестр № 44595-10) и свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической и внеочередной);
- паспорта-протоколы на ИИК ТУ (по числу ИК), оформленные в соответствии с требованиями в соответствии с требованиями документов: МИ 3195-2018 «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»; МИ 3196-2018 «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации», МИ 3598-18 «Методика измерений потерь напряжения в линиях связи счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации,
- свидетельства о поверке измерительных компонентов ИК, свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической и внеочередной поверке),
- рабочие журналы с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

7.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД, сервера; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НД на средства поверки;
- все СИ, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений;
- назначают специалистов из обслуживающего персонала АИИС КУЭ для участия в поверке, имеющих право проведения работ, связанных с эксплуатацией ИК АИИС КУЭ, (запуск, конфигурирование, диагностика неисправностей) и его компонентов (ТТ, ТН, счетчиков, УСПД и др.), обладающего знаниями администратора операционной системы и прошедшего обучение по работе с ПО АльфаЦЕНТР, имеющих право доступа к учетным данным; .
- все переключения, а также восстановление ИК после поверки производятся персоналом организации владельца АИИС КУЭ, осуществляющей её эксплуатацию.

8 Проведение поверки

8.1. Внешний осмотр

При выполнении внешнего осмотра АИИС КУЭ устанавливается:

- целостность корпусов, отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов ИК,
- отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий связи

Результаты проверки считаются положительными, если нет замечаний по перечисленным пунктам.

8.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

8.2.1 Проводят проверку соответствия идентификационных данных программного обеспечения, указанных в описании типа:

- наименование программного обеспечения;
- идентификационное наименование программного обеспечения;
- номер версии (идентификационный номер) ПО;
- цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода);
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО.

Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

- с помощью ПО СИ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией-разработчиком СИ (ПО СИ);
- с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

8.2.2 Проверку выполняют в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» и ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

8.2.2.1 Проверка идентификации программного обеспечения АИИС КУЭ

Загружают ПО и в разделе «Справка» проверяют идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения.

8.2.2.2 Проверка цифрового идентификатора ПО

На выделенных модулях ПО проверяют Цифровые идентификаторы (приложение В). Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО АльфаЦЕНТР. Запускают менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, открывают каталог и выделяют файлы, указанные в описании типа АИИС КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу, просчитывают хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 должно строго соответствовать наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

8.2.2.3 Проверка уровня защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

Проверку декларированного уровня защиты ПО «средний» от непреднамеренных и преднамеренных изменений проводят на основании результатов проверок ПО СИ, выполненных по пп. 8.2.2.4-8.2.2.6, при этом учитывают необходимость применения специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений.

8.2.2.4 Проверка защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от случайных или непреднамеренных изменений.

- на основе анализа документации определяют наличие (отсутствие) средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или

удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий (например, наличие энергонезависимой памяти для хранения измеренных данных);

- на основе функциональных проверок, имитирующих непредсказуемые физические воздействия, убеждаются в действии средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий;

- на основе анализа документации и проведения функциональных проверок, имитирующих различного рода ошибки или иные изменения случайного или непреднамеренного характера, проверяется их обнаружение и фиксация в журнале(ах) событий.

8.2.2.5 Проверка защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений.

- проверка наличия специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений;

- проверка фиксации в журнале событий действий, связанных с обновлением (загрузкой) метрологически значимой части ПО СИ, изменением или удалением измеренных данных в памяти СИ, изменением параметров ПО СИ, участвующих в вычислениях и влияющих на результат измерений;

- проведение функциональных проверок, имитирующих наступление событий, подлежащих обнаружению и фиксации в журнале событий ПО СИ;

- проверка невозможности искажения либо несанкционированного удаления данных журнала событий без нарушения защиты иных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений;

- проверка соответствия полномочий пользователей, имеющих различные права доступа к функциям метрологически значимой части ПО СИ и измеренным данным;

- проверка наличия в конструкции СИ обеспечения защиты запоминающего устройства от несанкционированной замены.

8.2.2.6 Проверка уровня защиты ПО АИИС КУЭ от преднамеренных изменений:

- на ИВК производят попытку введения заведомо неверного пароля, при этом на экран ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности доступа к программе;

- на ИВК производят копирование программ, вносимых в таблицу В. С помощью редактора искажают содержимое 2-4 байта скопированных файлов, рассчитывают новое значение контрольных сумм измененных файлов, которое должно отличаться от внесенных в таблицу Б;

- на ИВК производят попытку замены файла на модифицированный, при этом на экран ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности замены файла;

- на ИВК производят попытку удаления любого файла, указанного в описании типа АИИС КУЭ, при этом на экран монитора ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности удаления файла.

8.2.2.7 ПО считается подтвержденным, если идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО не противоречат приведенным в ОТ на АИИС КУЭ и приложении В и уровень защиты ПО «средний» в соответствии с ТД.

8.3 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.3.1 Проверяют правильность расположения и монтажа измерительных компонентов, правильность схем подключения ТТ и ТН к счетчикам электрической энергии, правильность прокладки проводных линий связи по проектной документации на АИИС КУЭ.

8.3.2 Проверяют соответствие типа и заводских номеров измерительных компонентов, указанным в описании типа АИИС КУЭ и/или паспорте, формуляре.

8.3.3. Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: ТТ, ТН, счетчиков электрической энергии, УСПД, ССВ-1Г. При выявлении просроченных свидетельств операции по поверке приостанавливаются и выполняются после поверки этих компонентов.

Результат - наличие свидетельств оформляется в виде таблицы 3.

Таблица 3 - Ведомость поверки СИ

№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Наименование СИ	Тип СИ	Заводской №	Межповерочный интервал, лет	Дата поверки	№ свидетельства о поверке	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1		Трансформатор тока						
		Трансформатор напряжения						
		Счетчик электроэнергии						
		Устройство сбора и передачи данных						
		Сервер синхронизации времени						

8.3.4 В случае выявления несоответствий и невозможности их устранения АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.4. Проверка счетчиков электрической энергии

8.4.1 Проверяют:

1. Наличие и сохранность пломб на счетчике и испытательной коробке.
2. Наличие актов пломбирования (маркирования) мест несанкционированного доступа (НСД).
3. Наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения.

При отсутствии таких документов проверяют соответствие схем подключения счетчика – схемам, приведенным в паспорте на счетчик при использовании измерителя напряжения для проверки последовательности чередования фаз

8.4.2 Проверка правильности функционирования счетчиков

В соответствии с Руководством по эксплуатации счетчика в зависимости от типа ИЛГШ.411152.124 РЭ1 в режиме «прокрутки» убедиться в том, что задана программа счетчика (заданы коэффициенты трансформаторов тока и напряжения, заданы сезонные чередования тарифных зон, задан список параметров, выводимых на ЖКИ счетчиков, заданы интервалы усреднения, установлено астрономическое время и скорость обмена по цифровому интерфейсу (RS485))

Функционирование счетчика считается успешным, если работают все сегменты индикаторов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, прокрутка параметров осуществляется в заданной последовательности.

8.4.3 Проверка связи со счетчиками через оптический порт

Проверка связи со счетчиками осуществляется через оптический порт и преобразователь АЕ-1 при помощи переносного ПК и пусконаладочного ПО.

Преобразователь подключается к любому последовательному порту переносного ПК.

Проверка осуществляется с помощью пусконаладочного ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», установленного на ПК. Выполняется попытка опросить счетчик по установленному соединению в следующем порядке:

- установить коммутируемое соединение с модемом на стороне счетчиков,
- открыть канал связи с помощью ввода первого уровня пароля доступа в экранную форму «Параметры соединения»
- войти в «Главное меню»,
- указать «Тип счетчика»,
- выбрать в окне «Меню» последовательно «Чтение», «Диагностика»,
- открыть меню «Параметры»-«Отчет».
- выбрать в экранной форме «Отчет» необходимый тип информации,
- указать дату или период
- нажать кнопку «Прочитать из прибора», чтобы убедиться в возможности съема информации со счётчика автономным способом.

Оптический кабель и оптический порт считаются работоспособными, если опрос счетчика прошел успешно и удалось получить отчет, содержащий данные счетчика.

8.4.4 Проверка даты и времени счётчика

Проверка соответствия даты и времени счетчика астрономическим дате и времени осуществляется:

1) Визуально

С индикатора счетчика визуально считываются показания даты, времени и сравниваются с астрономическими (на индикаторах всех счетчиков должны присутствовать показания текущей даты и времени).

Или:

2) С помощью пусконаладочного ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», переносного ПК и преобразователя с счетчика снимается отчет диагностических данных, в котором присутствует текущая дата и время счетчика. Производится сравнение текущей даты и времени счетчика с астрономическими.

В случае расхождения показаний счетчика по времени более чем на ± 5 с по отношению к астрономическому, необходимо выполнить корректировку времени счетчика. Корректировка времени осуществляется с помощью пусконаладочного ПО с переносного ПК через оптический порт счетчика. В процессе работы АИИС КУЭ задача корректировки времени выполняется с ИВК.

8.5 Проверка УСПД

8.5.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на УСПД.

8.5.2 Проверяют подключение УСПД к источнику питания и линиям связи согласно проектной документации.

8.5.3 Проверяют конфигурацию УСПД с помощью ПО Альфа Центр в режиме тестирования. Считать УСПД работоспособным, если все подсоединенные счетчики опрошены успешно и ПО не выдало сообщений об ошибках.

Проверяют корректировку времени УСПД. Считают, что УСПД выдержал испытание, если после корректировки времени разность текущего времени составляет не более ± 5 с.

8.5.4 Проверяют возможность НСД УСПД при помощи ПК и встроенного ПО в УСПД необходимо войти с помощью терминальной программы с паролем доступа. Открыть пункт меню «Конфигуратор» с неверным паролем.

Проверка успешна, если будет отказано в доступе. При вводе верного пароля возможна дальнейшая работа с УСПД.

8.5.5 проверяют правильность значений коэффициентов трансформации ТТ, если предусмотрено их хранение в памяти УСПД.

8.5.6 В случае выявления несоответствий процедуру поверки приостанавливают до их устранения. В случае невозможности устранения АИИС КУЭ бракуется в части неисправных ИК.

8.6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ и/или сервера)

8.6.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков следующим образом:

- запустить на выполнение управляющее ПО Коммуникатор на сервере;
- выбрать в меню «Точки опроса»- «Журнал опроса» - «Чтение параметров счетчика»- «Чтение нарузки».

Сервер и АРМ считаются исправно функционирующими, если загрузка операционной среды прошла успешно, отображаются 30-и минутные расходы по всем счётчикам системы и в базе программы сохранены собранные данные.

8.6.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации. Не менее 3,5 лет согласно Технорабочему проекту ТЦДК.411734.049 П2.

8.6.3 Проверяют защиту клиентской ПО АльфаЦЕНТР АС_SE от НСД, установленной на ПЭВМ АРМ, путём запуска на выполнение программы сбора данных Альфа-Центр и в поле «пароль» вводится неверный пароль.

Проверку считать успешной, если при вводе неверного пароля программа не разрешает продолжать работу.

8.6.4 Проверяют работу аппаратных ключей следующим образом.:

- выключить компьютер
- снять аппаратную защиту (отсоединить ключ от порта компьютера)
- включить компьютер,
- загрузить операционную систему и запустить управляющее ПО.

Проверка считается успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

8.7 Проверка функционирования вспомогательных устройств

Проверку функционирования вспомогательных устройств, входящих в каналы связи (преобразователи интерфейсов, маршрутизаторы, адаптеры и т.д.), осуществляют, используя коммуникационные возможности управляющего ПО АльфаЦЕНТР Коммуникатор.

Запускают приложение «Оперативный контроль мощности». Контролируют канал связи счетчик-УСПД-сервер путем чтения и анализа журнала событий УСПД и сервера. Все события, связанные со сбоями при обмене данными со счетчиками, фиксируются в данном журнале. Каналы связи считаются исправными, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

Устойчивость канала связи оценивается следующим образом:

запускается управляющее ПО АльфаЦЕНТР Коммуникатор на время 60 минут, оценивается количество успешных и неуспешных опросов по строке статуса событий.

Каналы связи считаются исправными, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

8.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

8.8.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.8.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от $U_{ном}$.

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) S_{ном}$.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с документом МИ 3195-2018 «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».

Приписанная характеристика погрешности результата измерений мощности нагрузки ТН – доверительные границы допустимой относительной погрешности результата измерений мощности нагрузки ТН при доверительной вероятности 0,95 не превышает $\pm 6\%$ с учетом условий выполнения измерений, приведенных в МИ 3195.

При отклонении мощности нагрузки ТН от заданного значения процедуру проверки приостанавливают. В случае невозможности устранения неисправные ИК АИИС КУЭ бракуются.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на ИИК ТУ в течение истекающего межповерочного интервала АИИС КУЭ. Результаты проверки считают положительными, если паспорт–протокол на ИИК ТУ подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

3. Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

8.9 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

8.9.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

8.9.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) S_{ном}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с документом МИ 3196-2018 «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»

Приписанная характеристика погрешности результата измерений мощности нагрузки ТТ – доверительные границы допустимой относительной погрешности результата измерений мощности нагрузки ТТ при доверительной вероятности 0,95 не превышает $\pm 6\%$ с учетом условий выполнения измерений, приведенных в МИ 3196.

При отклонении мощности нагрузки ТТ от заданного значения процедуру проверки приостанавливают. В случае невозможности устранения неисправные ИК АИИС КУЭ бракуются.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

3. Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

8.10 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения $U_{\text{л}}$ в проводной линии связи для каждой фазы в соответствии с документом МИ 3598-18 «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».

Падение напряжения не должно превышать $\pm 0,25$ % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Приписанная характеристика погрешности результата измерений потерь напряжения – доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений при доверительной вероятности 0,95 не превышает $\pm 1,5$ % с учетом условий выполнения измерений, приведенных в МИ 3198.

При превышении значения падения напряжения в линии связи счетчика с ТН более $\pm 0,25$ % процедуру проверки приостанавливают. В случае невозможности устранения неисправные ИК АИИС КУЭ бракуются.

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов – протоколов на данный ИИК ТУ в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт- протокол на ИИК ТУ подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

8.11 Проверка системы обеспечения единого времени

Проверка суточного хода часов

Запускают программу ПЭВМ АРМ в режиме индикации текущего значения системного времени.

Включить радиочасы «МИР РЧ-01» и по сигналу точного времени в конце любого часа включить секундомер. В момент, когда на дисплее появится ровно одна минута следующего часа, секундомер выключается. Поправка часов определяется по формуле

$$\Delta t_1 = (60 - t_c),$$

где t_c - показания секундомера в секундах.

Через сутки повторить измерения в конце того же часа и поправку часов Δt_2 .

Вычислить суточный ход часов по формуле $g = \Delta t_1 - \Delta t_2$.

Результаты представить в виде таблицы 4 (пример)

Таблица 4 - Определение хода часов системы

№ п/п	Счетчик	Дата	Время по б сигналу точного времени	Отсчет по компьютеру АРМ	Суточный ход часов	
					факт. с	допуск. с
1	2	3	4	5	6	7

АИИС КУЭ считается выдержавшей испытание, если ход часов не превышает ± 5 с/сут.

8.11.2 Проверка синхронизации часов компонентов АИИС КУЭ.

Включают радиочасы «МИР РЧ-01» и в конце любого часа проверяют показания часов УССВ: смена показаний часов на 00 мин 00 с должна произойти по 6-му сигналу точного времени.

Распечатывают журнал событий счетчика и сервера. Журнал событий должен отражать: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректурке.

Включив систему коррекции, изменяют время сервера АИИС КУЭ, на 5 – 10 мин, устанавливают произвольное время на компьютере АРМ, включают систему коррекции. Через 30 мин проверяют расхождение часов компонентов системы.

8.12 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Проверяют отсутствие ошибок информационного обмена между компонентами ИК АИИС КУЭ. Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электроэнергии (исходная информация), УСПД и АРМ АИИС КУЭ.

Определение ошибок информационного обмена может проводиться в статическом режиме, т.е. когда показания счетчика в ходе проверки остаются неизменными и в динамическом режиме, когда показания счетчика изменяются. Статический режим предусматривает или отсчет показаний счетчика при отсутствии нагрузки или отсчет показаний по регистру, который не активен во время проверки, например, по регистру ночного тарифа. Допускается определение ошибок информационного обмена по одному из следующих методов:

1) По показаниям индикаторов счетчика, УСПД при отсутствии нагрузки на счетчиках.

Снимают показания текущих коммерческих данных (показания по энергии) с индикаторов счетчиков при отсутствии нагрузки.

С помощью управляющего ПО, установленного на АРМ, проводят опрос всех счетчиков при отсутствии нагрузки на последних и получают распечатку результатов опроса (показания по энергии).

Сравнивают показания (распечатки), зафиксированные на индикаторе каждого счетчика, УСПД с показаниями по тем же счетчикам, хранимыми в ЭВМ АРМ.

Если разность показаний индикатора счетчика и ЭВМ АРМ не превышает единицы младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

2) На основе сравнения предыдущего, ежедневного чтения счетчика с показаниями в ПО АРМ

С помощью ПО (либо с индикатора счетчика) снимают показания последнего предыдущего чтения по активной (реактивной) энергии.

Сравнивают показания, зафиксированные счетчиком на конец предыдущего чтения, с показаниями по тем же счетчикам, хранимых в базе данных ПО на 0 ч. 00 мин.

Если разность показаний индикатора счетчика и базе данных (БД) ПО не превышает единицы младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно. Результаты оформить в виде таблицы 4.

Таблица 4 – Контроль ошибок информационного обмена

№ ИК	Дата	Время	Показания счетчика		Показания по компьютеру АРМ		Разность показаний в ед. последнего разряда			
			А+	Р+	А+	Р+	Фактическое		Допустимое	
							А+	Р+	А+	Р+
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

9 Оформление результатов поверки

9.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга от 02.07.2015 г. №1815. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК, прошедших поверку. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

В паспорте на АИИС КУЭ делается отметка о поверке.

9.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ в части каналов, не прошедших поверку, признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга от 02.07.2015 г. №1815 с указанием причин. В приложении к извещению указывают перечень ИК, не прошедших поверку.

Приложение А

Таблица А.1 – Таблица 2 – Состав ИК

Номер, наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/ Сервер
1	2	3	4	5	6
48	Кировская ТЭЦ-3 ТГ-3	ТПШФ 3000/5 Рег. №519-50 КТ 0,5 Зав. № 48337 Зав. № 49824 Зав. № 90260	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 5658	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04 Зав. № 01056407	УСПД RTU-325L Рег.№ 37288-08/ Зав №006131
56	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.3 КЛ-61	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50 Зав. № Я11066 Зав. № Я7250	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 7317 Зав. № 972	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 12041015	ССВ-1Г Рег.№ 58301-14 Зав. №00037
57	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.16 КЛ-62	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. №518-50 Зав. №74871 Зав. №74521	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. №7317 Зав. №972	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 11040048	HP ProLiantDL160 G6E5606
58	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.18 КЛ-63	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50 Зав. № 01137 Зав. № 01154	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 7317 Зав. № 972	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 11040182	
59	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.39 КЛ-64	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 47958-11 Зав. № 3833 Зав. № 5718	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 6831 Зав. № 1378	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 12041003	
60	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.36 КЛ-65	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50 Зав. № 10817 Зав. № 10608	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 6831 Зав. № 1378	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 12041045	
61	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.38 КЛ-66	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 47958-11 Зав. № 4032 Зав. № 4033	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 6831 Зав. № 1378	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 12042078	
62	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.42 КЛ-67	ТПК-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 22944-07 Зав. № 00022 Зав. № 00037	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 6831 Зав. № 1378	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 1051780	
63	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.62 КЛ-68	ТПК-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 22944-07 Зав. № 00039 Зав. № 000889	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 302 Зав. № 3028	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 11040040	

1	2	3	4	5	6
64	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.33 КЛ-69	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. №518-50 Зав. №98202 Зав. №139024	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. №6831 Зав. №1378	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 12041020	
65	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.35 КЛ-70	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50 Зав. № 139005 Зав. № 138920	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 6831 Зав. № 1378	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. №11040095	
66	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.52 КЛ-72	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. №518-50 Зав. №111903 Зав. №112076	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. №302 Зав. №3028	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. №11041232	
67	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.54 КЛ-73	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50 Зав. № 148915 Зав. №144988	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. №302 Зав. №3028	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 12042099	
68	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.56 КЛ-74	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50 Зав. № 111992 Зав. № 110058	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 302 Зав. № 3028	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 12040219	
69	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.60 КЛ-75	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50 Зав. № 138994 Зав. № 138995	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 302 Зав. № 3028	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 12042071	
70	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.61 КЛ-77	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50 Зав. № 123892 Зав. № 126394	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 302 Зав. № 3028	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 12041050	
71	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.51 КЛ-78	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50 Зав. № 111873 Зав. № 109904	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. №302 Зав. №3028	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. № 12041037	
72	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.65 КЛ-79	ТПФМ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 814-53 Зав. № 24822 Зав. № 24454	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 302 Зав. № 3028	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 Зав. №2056501	
73	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.34 Аммиак-1	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. №518-50 Зав. №2228 Зав. №74875	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53 Зав. №6831 Зав. №1378	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. 27524-04 Зав. №12040159	
74	Кировская ТЭЦ-3,	ТПОЛ-10	НТМИ-6	СЭТ-4ТМ.03.01	

1	2	3	4	5	6
	ГРУ-6кВ яч.63 Аммиак-2	600/5 КТ 0,5 Пер.№ 47958-11 Зав. № А-2А Зав. № 5992	6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Пер. № 831-53 Зав. № 302 Зав. № 3028	КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04 Зав. № 12041070	
94	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, ВЛ-35кВ №9	ТОЛ-35-III-IV-8 600/5 КТ 0,5S Пер. № 34016-07 Зав. № 783 Зав. № 839 Пер. № 47959-16 Зав. № 8000207	GEF40.5 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 30373-10 Зав. № 30756937 Зав. № 30756938 Зав. № 30756939	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер.№ 27524-04 Зав. № 1056424	
95	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, ВЛ-35кВ №15	ТОЛ-35-III-IV-8 600/5 КТ 0,5S Пер. № 47959-16 Зав. №8000202 Зав. №8000203 Зав. №8000204	GEF40.5 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 30373-10 Зав. № 30756937 Зав. № 30756938 Зав. № 30756939	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. № 1056450	
96	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, ВЛ-35кВ №25	ТОЛ-35-III-IV-8 600/5 КТ 0,5S Пер. № 34016-07 Зав. №786 Пер. № 47959-16 Зав. № 8000205 Зав. № 8000206	GEF40.5 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 30373-10 Зав. № 30756940 Зав. № 30756941 Зав. № 30756942	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. № 12045054	
97	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, КЛ-35кВ №34	ТОЛ-35-III-IV-8 1000/5 КТ 0,5S Пер. № 34016-07 Зав. № 753 Зав. №754 Зав. №755	GEF40.5 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 30373-10 Зав. № 30756937 Зав. №30756938 Зав. №30756939	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. № 1056488	
98	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, КЛ-35кВ №35	ТОЛ-35-III-IV-8 1000/5 КТ 0,5S Пер. № 47959-16 Зав. №8000218 Зав. №8000222 Зав. №8000238	GEF40.5 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 30373-10 Зав. №30756940 Зав. №30756941 Зав. №30756942	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. №1056425	
99	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, ВЛ-35кВ «Поселковая»	ТОЛ-35-III-IV-8 600/5 КТ 0,5S Пер. № 34016-07 Зав. №785 Зав. №843 Зав. №846	GEF40.5 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 30373-10 Зав. №30756940 Зав. №30756941 Зав. №30756942	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. №1058527	
100	Кировская ТЭЦ-3, СШ 110кВ, ВЛ-110кВ «ГПП- 2»	ТОГФ-110-III-УХЛ 600/5 КТ 0,2S Пер. №44640-10 Зав. №358 Зав. №359 Зав. №360	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 24218-08 Зав. №8090 Зав. №8180 Зав. №8163	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. №12045051	
102	Кировская ТЭЦ-3, СШ 110кВ, ВЛ-110кВ «ГПП- 1»	ТОГФ-110-III-УХЛ 600/5 КТ 0,2S Пер. №44640-10 Зав. №370	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 24218-08 Зав. №8179	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. №12042204	

1	2	3	4	5	6
		Зав. №362 Зав. №363	Зав. №8095 Зав. №8263		
103	Кировская ТЭЦ-3, СШ 110кВ, ВЛ-110кВ "Слободская-1"	ТОГФ-110-III-УХЛ 600/5 КТ 0,2S Пер. № 44640-10 Зав. №361 Зав. №371 Зав. №372	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 24218-08 Зав. №8090 Зав. №8180 Зав. №8163	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. №12040062	
104	Кировская ТЭЦ-3, СШ 110кВ, ВЛ-110кВ «Слободская-2»	ТОГФ-110-III-УХЛ 600/5 КТ 0,2S Пер. № 44640-10 Зав. №367 Зав. №368 Зав. №369	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 24218-08 Зав. №8179 Зав. №8095 Зав. №8263	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. №1056422	
105	Кировская ТЭЦ-3, СШ 110кВ, ВЛ-110кВ «Азот- 1»	ТОГФ-110-III-УХЛ 600/5 КТ 0,2S Пер. № 44640-10 Зав. №364 Зав. №365 Зав. №366	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 24218-08 Зав. №8179 Зав. №8095 Зав. №8263	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. №12045209	
106	ОВ-110 кВ	ТОГФ-110-III-УХЛ 600/5 КТ 0,2S Пер. № 44640-10 Зав. №373 Зав. №374 Зав. №375	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 24218-08 Зав. №8090, 8179 Зав. №8180, 8095 Зав. №8163, 8263	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04 Зав. №12045151	

Приложение Б

Таблица Б Условия поверки АИИС КУЭ.

Наименование параметров, влияющих величин	Допускаемые границы реальных условий применения компонентов ИК			
	Счетчики	ТТ	ТН	УСПД
1	2	3	4	5
Сила переменного тока, А	от $I_{2\text{мин}}$ до $I_{2\text{макс}}$	от $I_{1\text{мин}}$ до $1,2 I_{1\text{ном}}$	—	—
Напряжение переменного тока, В	от $0,8 U_{2\text{ном}}$ до $1,15 U_{2\text{ном}}$	—	от $0,9 U_{1\text{ном}}$ до $1,1 U_{1\text{ном}}$	= (9-36)
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	от $0,5_{\text{инд}}$ до $0,8_{\text{емк}}$	от $0,5_{\text{инд}}$ до $0,8_{\text{емк}}$	от $0,5_{\text{инд}}$ до $0,8_{\text{емк}}$	—
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	—
Температура окружающего воздуха, °С - по ЭД - реальная ¹	от -40 до +60 от +5 до +35	от -40 до +55 от +5 до +35	от -50 до +45 от -20 до +40	от -10 до +55 от +5 до +30
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл, не более	0,5	—	—	—
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$)	—	от $0,25 S_{2\text{ном}}$ до $1,0 S_{2\text{ном}}$	—	—
Мощность вторичной нагрузки ТН (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$)	—	—	от $0,25 S_{2\text{ном}}$ до $1,0 S_{2\text{ном}}$	—

¹ - среднесуточная температура самого холодного (теплого) месяцев в году для данного региона при установке счетчиков в не отапливаемых помещениях или утепленных шкафах

Приложение В

Таблица В – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значения
Идентификационное наименование ПО	ПО АльфаЦЕНТР ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.07.06
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Библиография

1. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем
2. РД 153-34.0-11.209-99 Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая Методика выполнения измерений электроэнергии и мощности
3. МИ 2999-2018 ГСИ Рекомендация Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии
4. ГОСТ 7746-2015. ГСИ. Трансформаторы тока. Общие технические условия
5. ГОСТ 1983-2015 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
6. ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки
7. ГОСТ 8.217-2003. ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки
8. «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ»
9. УСПД RTU-325L (Госреестр № 37288-08) по ЭД «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Руководство по эксплуатации»
10. ССВ-1Г (Госреестр № 39485-08) по ЭД «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Руководство по эксплуатации ЛЖАР.468150.003-08 РЭ»
11. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополнение, с изменениями. М. Главгосэнергонадзор России, 2002
12. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. Пятое издание. М. Энергоатомиздат, 1986
13. МИ 2439-97 "Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура, принципы регламентации, определения, контроля"
14. МИ 2440-97 "Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов"
15. МИ 1317-2004 ГСИ Рекомендация Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров.
16. МИ 3290-2010 ГСИ Рекомендация по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа.
17. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭ. Технические требования. Утверждены Наблюдательным советом АО «АТС» 27.02.04 г. с изменениями от 24.05.2004 г.
18. Технорабочий проект АИИС КУЭ ТЦДК.411734.049 ТРП